

нефтей характерно не только необычное распределение алкилнафталинов (преобладание гомологов состава C21, C23, C25), но и самые высокие значения параметра ABI.

Такой уникальный состав алкилбензолов и алкилнафталинов, как в данных нефтях юго-востока Западной Сибири, был встречен также в нефти Алжира (Ain-Zeft) и в палеозойских нефтях Белоруссии. Скорее всего, источник образования выделенных в отдельную группу нефтей является отличным от всех остальных палеозойских. Анализ состава реликтовых углеводородов этих нефтей показал, что они характеризуются повышенным содержанием тетрациклического терпана состава C24 (отношение тетрациклического гопана состава C24 к трициклическому C26: параметр $T24/t26 > 5,0$) по сравнению с остальными палеозойскими нефтями ($T24/t26$ в среднем $< 2,0$).

Высокие концентрации отношения $T24/t26$ указывают на лагунные с высокой соленостью условия накопления органического вещества [4]. В близких с первой группой условиях происходило накопление органического вещества для нефтей Арчинское-44 и Солоновское-43. Высокие значения параметра $T24/t26$ (7,8 и 4,7) в них подтверждают это.

В отдельную группу выделены нефти Западно-Карайского, Останинского и Солоновского (скважина 42) месторождений. Они характеризуются низкими значениями параметров $29/27St$ и ABI, наряду с самыми высокими среди всех палеозойских нефтей значениями DIA/REG. Значения этих параметров схожи с мезозойскими нефтями. Однако по параметрам катагенеза ($Ki < 0,5$) они однозначно генерированы более катагенетически преобразованным органическим веществом палеозоя.

К третьей группе отнесены нефти Тамбаевского месторождения. У них значения параметров $29/27St$, ABI невысокие, как и во второй группе. Однако они характеризуются низкими значениями DIA/REG (менее 0,5), что указывает на участие карбонатных пород палеозоя в генерации этих нефтей. Палеозойский генезис этой группы нефтей подтверждают и параметры катагенеза ($Ki < 0,5$, $4/1mDBT > 4,0$).

Часто в пределах одного пласта наблюдаются различия в молекулярных параметрах, обусловленные их генезисом (рис. 2).

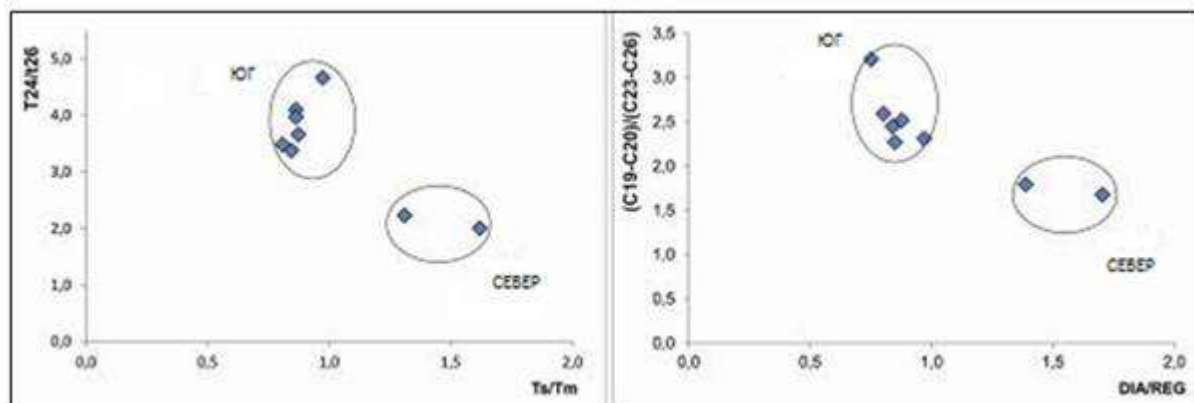


Рис. 2 Молекулярные параметры в нефтях Арчинского месторождения: (Ts/Tm – отношение трисноргопанов C27; $(C19-C20)/(C23-C26)$ – трицикловый индекс)

Так, на Арчинском месторождении выявлены отличия нефтей пласта М района скважин 1199 и 1191 (северная часть) и района скважин 1011-1019 (южная часть). Выявленные особенности указывают на отсутствие гидродинамической связи между отдельными блоками залежи.

Литература

1. Гончаров И.В., Носова С.В., Самойленко В.В. Генетические типы нефтей Томской области // Химия нефти и газа: Материалы V Международной конференции. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – С. 10 – 13.
2. Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Nosova S.V. Interreservoir cross-flow in southeastern Siberia oilfields (Tomsk region) // The 23rd International Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts / P. Farrimond et al. (eds.). – Torquay: Integrated Geochemical Interpretation Ltd., 2007. – Abstract No. P156-TU. – P. 393 – 394.
3. Goncharov I.V., Nosova S.V., Vjatkina N. On origin of long-chain alkylbenzenes and alkyl-naphthalenes // The 20th International Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts. – Nansy, 2001. – P. 275 – 277.
4. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – Cambridge, U.K.: Cambridge University Press, 2005. – 1155 p.

КОРРЕКТИРОВКА ОСЕВОЙ ЛИНИИ ПАЛЕОУСЛА МЕТОДОМ КОНДРАТЬЕВА НА ПРИМЕРЕ КАРАСЕВСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.Ю. Любимова, А.В. Копылов

Научные руководители: доцент Л.А. Краснощекова, директор ЦППСНД В.С. Рукавишников
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день главной проблемой при бурении скважин в коллекторах руслового генезиса юрского возраста на месторождениях является неэффективность, ведущая к неоправданным затратам в связи с единичным

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА.

попаданием скважин в продуктивные отложения. Для более эффективного разбуривания месторождения, залежи которого были сформированы в континентальных условиях, нужно понимать конфигурацию древнего русла и долины, иметь представление об их морфометрических параметрах. Понимание этих параметров даст возможность планировать бурение скважин вдоль наиболее продуктивных палеорусловых отложений.

В настоящее время при прогнозировании палеорусловых отложений основываются на данных, полученных по результатам интерпретации 3Д-сеймики и изучения керна из пробуренных скважин. 3Д-сеймика и бурение скважин с отбором керна являются достаточно дорогостоящими процедурами и проводятся не на всех территориях. В этом случае необходим поиск других источников геологических материалов, которые будут эффективно работать в совокупности с уже имеющимися.

В данной работе на примере Карасевской группы месторождений предлагается методика прогнозирования продуктивных русловых отложений на основе метода геоморфологии с применением математической обработки, предложенного Н.Е. Кондратьевым [1, 2]. Данная методика хорошо зарекомендовала себя на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» [3].

На Карасевском месторождении промышленная нефтеносность связана одним продуктивным объектом – горизонтом Ю1 васюганской свиты верхней юры, запасы которого в настоящее время поставлены на Государственный баланс РФ по описываемому месторождению.

В результате проведенных фациальных исследований [4, 5] на Карасевской группе месторождений выявлено 2 различных типа разреза отличного друг от друга генезиса (условно континентальный и прибрежно-морской). В результате анализа амплитудного среза по сейсмическому кубу [4] была выявлена аномалия «руслового» типа, в центре которой наблюдались песчаные тела мощностью около 20 м (рис. 1, А). Для подтверждения полученной конфигурации аномалии в 2010 году была пробурена скважина №10 на Северо-Карасевском месторождении непосредственно в центральной части. Данная скважина не подтвердила полученную конфигурацию, а эффективная мощность горизонта Ю₁ здесь составила 6,2 м.

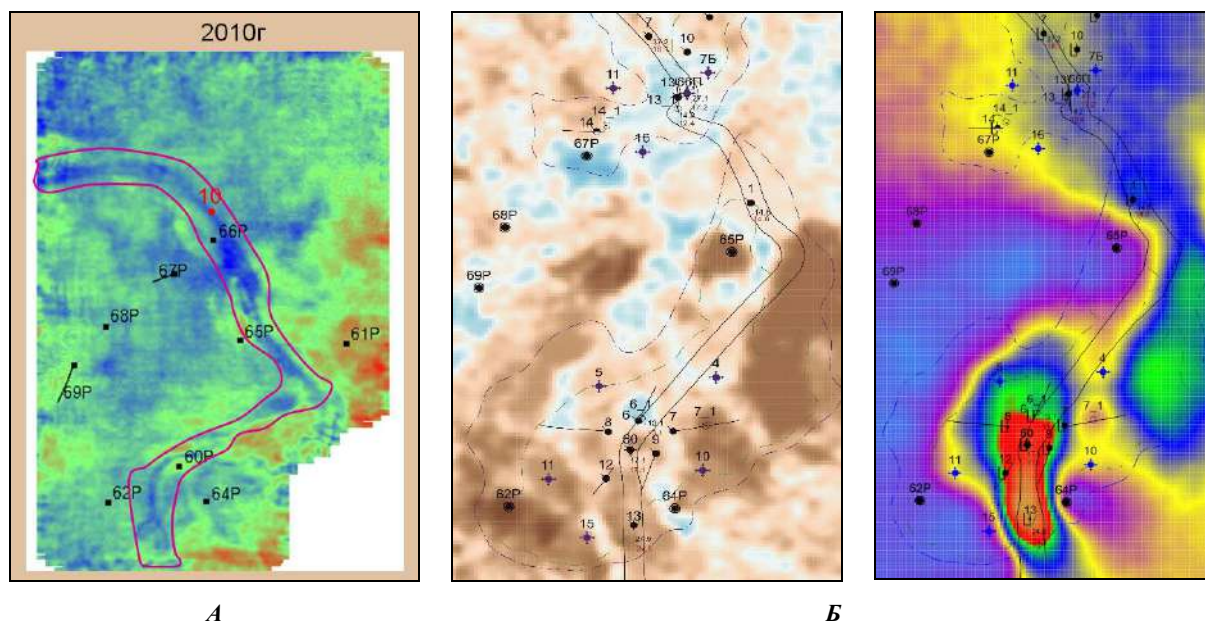


Рис. 1 Корректировка конфигурации руслового потока: А) по результатам анализа амплитудного среза по сейсмическому кубу и бурению скв. №10; Б) по результатам анализа карт расчлененности и песчанистости разреза и бурению скв. №7

Пробуренная в конце 2015 года скважина №7 вновь вскрыла разрез с эффективной мощностью 37,2 м, при этом эффективная нефтенасыщенная толщина составила 18,1 м, что позволяет предположить некорректное выделение центральной части аномалии и необходимость использования дополнительных методик для ее корректировки, например, метод построения осевой линии русла (метод Кондратьева) (рис. 1, Б).

Для его применения в выделенной аномалии «руслового» типа авторами были выделены морфологические элементы палеодолины (рис. 2): пойма (скв. №13_1), стрежень (скв. №1), песчаная коса (скв. №№ 66П, 60, 13) и край песчаной косы – переходная зона между песчаной косой и поймой (скв. №7).

Данное палеорусло относится к слабомеандрирующему типу, имеет определенные, взаимосвязанные между собой, морфометрические параметры (рис. 3): осевую линию (центр ширины русла), точки перегиба (конец одной излучины и начало другой), шаг излучины λ (прямое расстояние между соседними точками перегиба), высоту излучины u_m (расстояние от линии шага излучины до наиболее удаленной точки от нее), угол сопряжения β (угол, образованный линией шага низовой излучины и продолжением шага верховой излучины $\beta = \alpha_{вх} - \alpha_{вых}$).

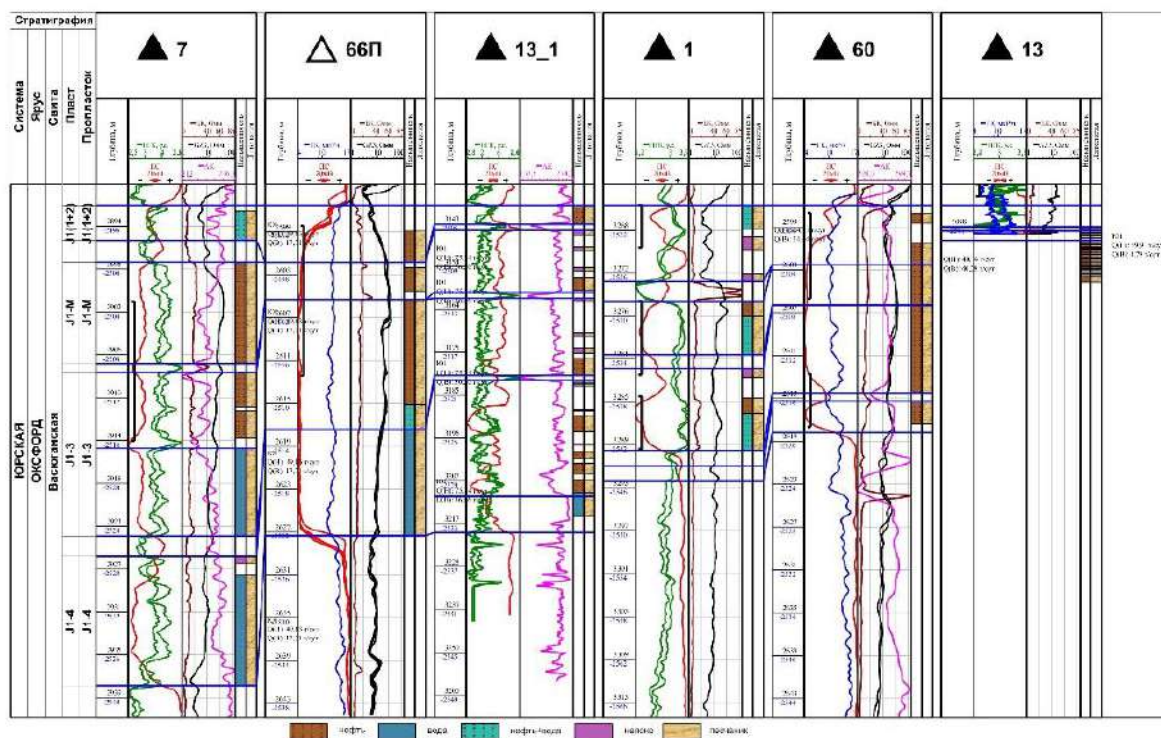


Рис. 2 Морфологический разрез палеодолины Карасевской группы месторождений

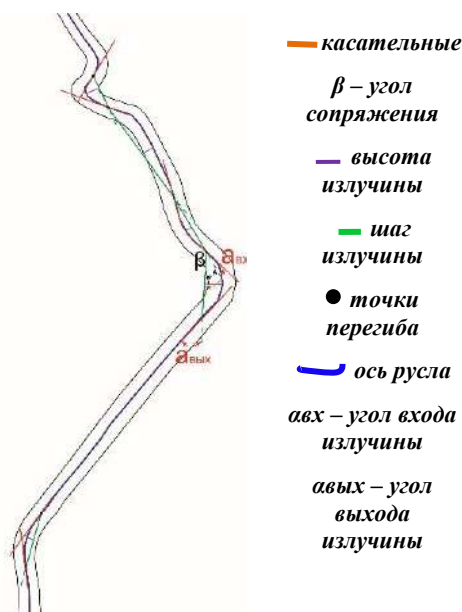


Рис. 3 Морфометрические параметры палеорусла Карасевской группы месторождений

Для определения углов входа и выхода излучины необходимо провести касательные вдоль оси русла через точки перегиба. Для прогнозирования формы палеорусла по методу Кондратьева, в первую очередь, нужно задать относительную систему координат с длиной шага излучины $S=1$, при этом разделив его на 20 частей с интервалом 0,05.

Затем с помощью формулы 1 строим кривую меандра по заданному углу разворота α_0 и отношению шага излучины к ее высоте.

$$\frac{\lambda}{y_m} = \frac{2 \sum_{n=0}^{n=N} \cos \left[aA(n\Delta s) + \frac{a_0}{2} B(n\Delta s) \right]}{\sum_{n=0}^{n=N} \sin \left[aA(n\Delta s) + \frac{a_0}{2} B(n\Delta s) \right]} \quad (1)$$

В этой формуле есть параметр $a=4,00$, который необходимо выбрать из таблицы [2], исходя из того, что отношение суммы найденных значений x к сумме найденных значений y должны быть равны отношению шага излучины к высоте излучины.

Находим координаты x и y по формулам (2, 3). Далее производим перевод в абсолютную систему координат, для этого умножаем полученные значения x и y на коэффициент отношения шага излучины в абсолютных координатах, к вычисленному значению x в срединной точке.

В виду того, что излучины могут быть не симметричны относительно наивысшей точки, то вводим поправочный коэффициент ε (4).

$$y = \int \sin \left(a \frac{\cos \pi s - \cos 3 \pi s}{\pi} + \frac{a_0}{2} \cos 3 \pi s \right) ds = \int \sin \left(aA(s) + \frac{a_0}{2} B(s) \right) ds$$

(2)

$$x = \int \cos \left(a \frac{\cos \pi s - \cos 3 \pi s}{\pi} + \frac{a_0}{2} \cos 3 \pi s \right) ds = \int \cos \left(aA(s) + \frac{a_0}{2} B(s) \right) ds \quad (3)$$

$$\varepsilon = \frac{x_m - \frac{\lambda}{2}}{y_m} \quad (4)$$

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА.

Для прогноза формы меандра по методу Кондратьева выбираем линию, от которой будем откладывать рассчитанные значения x и y . Для этого нужно учесть угол сопряжения излучин.

Эмпирически доказано, что для согласованных излучин каждый последующий угол сопряжения имеет тенденцию к уменьшению, для этого вводим коэффициент $K_\beta=1,46$. Таким образом, находим угол сопряжения и определяем линию отсчета.

По форме выделенного палеоруслу для прогнозного меандра выделяем угол входа в излучину. Т.к. углы входа смежных излучин у нас совпадают, то делаем вывод о том, что высота и ширина шага излучины для прогнозного меандра будут равны таковым в смежном меандре.

По расчетам координат x и y для прогнозной излучины был построен график осевой линии (рис. 4, А), по которому можно прогнозировать форму меандра путем отложения точек от линии отсчета. Учитывается ширину реки и затем выделяется прогнозная зона русла (рис. 4, Б).

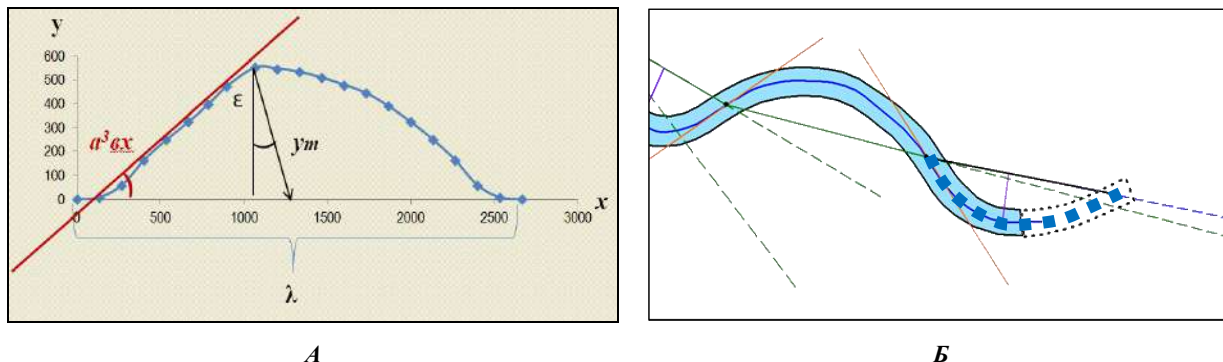


Рис. 4 Корректировка линии палеоруслу: А) построение графика осевой линии по вычисленным координатам x и y ; Б) Схема прогнозной зоны русла: — - палеорусло, — - касательные, — шаг излучины, - - - - линия отсчета ■ - точки с координатами (x, y) , - - - - прогнозная зона русла

Исходя из проведенного анализа полученных результатов расчетов, предполагаем, что выделенное палеорусло на Карасевской группе месторождений можно продолжить в северо-западном направлении от скважины № 7, углы входа и выхода излучины в этом случае равны 70° и 40° соответственно ширина русла равна 290,5 м.

Для дальнейшего проектирования скважин рекомендуется выполнять математические расчеты для корректировки ориентации прогнозного русла, при этом, если запроектированная скважина по результатам бурения не попадает в центр русла, необходимо проводить коррекцию теоретических расчетов с учетом данных, полученных из новой скважины. Указанная операция позволит целенаправленно проводить бурение вдоль продуктивных отложений палеоруслу, что сократит затраты при бурении скважин.

Литература

1. Кондратьев Н.Е. Русловые процессы рек и деформации берегов водохранилищ. – СПб.: Знак, 2000. – 258 с.
2. Кондратьев Н.Е. Гидроморфологические основы расчетов свободного меандрирования // Труды ГГИ, 1968. – Вып. 155. – С. 5 – 38.
3. Копылов А.В., Репчук С.В., Синебрюхов К.В., Безуглов А.О. Прогнозирование перспективных палеоруслых отложений пласта ЮС₂ // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. – Томск, 2018. – Т. 1. – С. 278 – 280.
4. Бобров А.В., Иваницкий М.Ю. Уточнение модели месторождения с помощью технологий спектральной декомпозиции и сейсмической инверсии по DECISIONSPACE (LANDMARK) // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией. – Томск, 2015. – Т. 1. – С. 212 – 213.
5. Любимова М.Ю. Литолого-фациальные условия формирования юрских отложений Карасевской группы месторождений // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. – Томск, 2018. – Т. 1. – С. 297 – 299.